

**MENSAJE DE S.E. EL PRESIDENTE
DE LA REPÚBLICA CON EL QUE
INICIA UN PROYECTO DE LEY QUE
REBAJA LA RENTABILIDAD DE LAS
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y
PERFECCIONA EL PROCESO
TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA.**

Santiago, 17 de abril de 2019.-

M E N S A J E N° 035-367/

**A S.E. EL
PRESIDENTE
DE LA H.
CÁMARA DE
DIPUTADOS**

Honorable Cámara de Diputados:

En uso de mis facultades constitucionales, tengo el honor de someter a vuestra consideración un proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "LGSE", rebajando la rentabilidad de las empresas de distribución y perfeccionando el proceso tarifario de distribución eléctrica.

I. ANTECEDENTES

La institucionalidad y regulación del sector eléctrico ha sido actualizada en los últimos años mediante el desarrollo de diversos instrumentos normativos que han permitido avances en el sector. Sin perjuicio de ello, ha quedado pendiente la modernización del segmento de distribución, cuya revisión es particularmente relevante considerando que se trata del único segmento que interactúa directamente con la ciudadanía.

Es por lo anterior, y poniendo siempre a las personas en el centro del diseño de las políticas públicas, que

nuestro Programa de Gobierno dispuso la revisión de la normativa que regula el segmento de distribución, con el fin de ejecutar las reformas necesarias para su modernización.

De esta forma, la “Ruta Energética 2018-2022: Liderando la modernización con sello ciudadano” incluyó, en mayo de 2018, dicho objetivo como uno de los diez mega compromisos.

En virtud de ello, durante el marco de lo definido en el Programa de Gobierno y en la Ruta Energética 2018-2022, el año pasado se inició un proceso pre-legislativo con el fin de implementar una profunda reforma del segmento de distribución, que ha incluido un diagnóstico consensuado de la situación actual, la contratación de estudios técnicos de alta complejidad y sofisticación, junto con instancias participativas de amplia convocatoria, teniendo la convicción de que la modernización de la regulación de la distribución eléctrica debe considerar las inquietudes ciudadanas.

Sin perjuicio del proceso pre-legislativo en curso, entendemos que la ausencia histórica de una actualización del marco regulatorio que rige actualmente a las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica ha llevado a un cuestionamiento ineludible que demanda cambios de manera urgente; por lo que hemos recogido las inquietudes ciudadanas y parlamentarias, teniendo plena convicción respecto a la necesidad de hacer llegar rápidamente la mejor calidad de servicio, con las tarifas más bajas a los clientes.

Un ejemplo de ello es la moción presentada por los H. diputados Pablo Vidal Rojas, Francisco Eguiguren Correa, Ricardo Celis Araya, Sergio Gahona

Salazar, Daniela Cicardini Milla, Giorgio Jackson Drago, Alejandra Sepúlveda Orbenes y Matías Walker Prieto, que Modifica la ley General de Servicios Eléctricos, en materia de cálculo del valor agregado por concepto de costos de distribución de la energía (boletín 12.471-08). Dicha iniciativa propone homologar el régimen de tarificación del segmento de distribución con el de otros sectores energéticos, tales como el de transmisión, donde la tasa de actualización es fijada mediante un estudio ad hoc de la Comisión Nacional de Energía.

En virtud de lo anterior, hemos estimado necesario proponer un proyecto de ley que revise la rentabilidad de las empresas y los procedimientos de determinación de costos de los prestadores del servicio de distribución eléctrica, que incorpore las modificaciones necesarias a la brevedad posible, con el fin de que sean reflejadas en las tarifas a partir del próximo proceso tarifario.

En efecto, las modificaciones referidas se justifican de manera irrefutable, considerando la nueva realidad económica y sectorial, que no es la misma bajo la cual fue diseñado el marco regulatorio vigente.

Así, hoy la tasa de costo de capital fija de 10% utilizada en el proceso de valorización está desacoplada de la realidad y estabilidad del país. Primero, porque la realidad de las condiciones de acceso a financiamiento difiere significativamente de las condiciones observadas en la década de 1980, cuando se estableció. Segundo, porque el desarrollo tecnológico, la alta penetración y relevancia del servicio eléctrico, y la variación del retorno esperado de mercado, entre otros factores, han disminuido el riesgo y el retorno de las empresas, lo cual no se encuentra reflejado en la tasa

fija de la actual regulación. Así, hoy los modelos tarifarios son más sofisticados y calculan una tasa de costo de capital y no una tasa fija.

En consecuencia, la revisión de la tasa de costo de capital debe ecualizar adecuadamente las condiciones de mercado, las señales de eficiencia y mínimo costo para el beneficio de los usuarios, así como una adecuada remuneración y señales de inversión para las empresas que prestan el servicio.

Por otro lado, y en relación al proceso tarifario, se considera la realización de diversos estudios de costos por parte de la Comisión Nacional de Energía y por las empresas distribuidoras o cooperativas eléctricas, en los que cada uno desarrolla su estudio de acuerdo a bases técnicas comunes.

Para efectos de resolver las discrepancias entre el regulador y las empresas, se ponderan los costos determinados en los estudios realizados por la Comisión Nacional de Energía en dos tercios, mientras el tercio restante corresponde a los costos determinados por las empresas.

Dicha ponderación genera estructuralmente incentivos divergentes entre el regulador y las empresas, incrementando las asimetrías de información y dificultando la posibilidad de llegar a resultados que reflejen de manera efectiva los costos eficientes del servicio de distribución.

Finalmente, en relación a la determinación de áreas típicas en los procesos tarifarios, cabe señalar que la regulación actual establece que se realiza a través de una metodología basada en los costos de distribución. Así, se agrupan empresas donde los costos medios de

distribución son parecidos entre sí y se selecciona una empresa de referencia. De esta forma, los criterios para la asignación de costos están determinados por las zonas de suministro que proveen las empresas, que poseen distintas condiciones geográficas, climatológicas, proporción de clientes rurales y urbanos, y estructura de propiedad, entre otros factores.

El proceso que determina la empresa eficiente en base a estas áreas típicas, no necesariamente es representativo de las empresas eficientes que resultarían de un análisis similar sobre las demás empresas, distintas de la empresa de referencia, pertenecientes a la misma área típica.

Lo anterior se debe a que el proceso no diferencia adecuadamente la diversidad de realidades nacionales, de negocios, ni de sus clientes, estableciendo tarifas similares a empresas que enfrentan realidades distintas o atienden sectores de negocios o de población no necesariamente comparables. En razón de lo anterior, se hace necesario mejorar la definición de las áreas típicas, de manera tal que se reflejen adecuadamente las condiciones particulares de cada empresa.

II. OBJETIVO DEL PROYECTO DE LEY

El objetivo de este proyecto de ley es entregar un mejor servicio eléctrico en todo el país, que sea reflejado correcta y eficientemente en las tarifas establecidas en la regulación sectorial, a través de:

(i) La fijación de una nueva tasa de actualización, representativa de los riesgos actuales que enfrentan las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica.

(ii) La modernización del procedimiento de determinación y fijación de las tarifas de distribución, a fin de determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, evitando asimetrías de información y permitiendo la participación de los agentes interesados de forma transparente y contestable, basado en argumentos técnicos, jurídicos y económicos.

(iii) Una nueva definición de "áreas típicas" que reflejen adecuadamente los costos de la empresa modelo que actúe de manera eficiente y cumpla con las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa.

III. CONTENIDO DEL PROYECTO DE LEY

El proyecto de ley se estructura en un artículo permanente y uno transitorio.

El artículo único permanente introduce una serie de modificaciones en la Ley General de Servicios Eléctricos y se estructura en las siguientes materias:

(i) Determinación de una nueva tasa de actualización de las empresas;

(ii) Fijación de un nuevo procedimiento para la realización de los estudios tarifarios en materia de distribución de energía eléctrica;

(iii) Perfeccionamiento de la definición de "áreas típicas".

En el artículo transitorio, el proyecto de ley contempla expresamente que sus disposiciones se aplicarán al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, así como también al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuere pertinente.

En consecuencia, tengo el honor de someter a vuestra consideración, el siguiente

P R O Y E C T O D E L E Y:

"Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos:

1) Reemplázase, en el numeral 3 del artículo 182, parte final, la expresión "igual al 10% real anual" por "de acuerdo a lo establecido en el artículo 182° bis".

2) Incorpórase un artículo 182° bis, nuevo, del siguiente tenor:

"Artículo 182° bis.- La tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución será calculada por la Comisión cada cuatro años

de acuerdo al procedimiento señalado en el presente artículo. Esta tasa será aplicable después de impuestos, y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado. En todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento.

El riesgo sistemático señalado, se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa modelo eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento deberá considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no deberá ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el retorno promedio corresponderá a un mes y corresponderá al mes calendario de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en este artículo.

La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático y del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables desde el punto de vista estadístico.

De este modo, la tasa de actualización será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático.

Antes de cinco meses del plazo señalado en el artículo 183 bis para comunicar las bases preliminares del estudio de costos, la Comisión deberá

licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes, conforme a lo señalado en el presente artículo.

Finalizado dicho estudio, la Comisión emitirá un informe técnico con la tasa de actualización, cuyo valor deberá ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183° bis, para efectos de ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución eléctrica, y sometido al dictamen del Panel en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso. El informe técnico señalado precedentemente deberá acompañarse como antecedente en las bases preliminares señaladas.”.

3) Reemplázase el artículo 183°, por el siguiente:

“Artículo 183°.- Las componentes indicadas en el artículo anterior se calcularán para un determinado número de áreas típicas de distribución, que serán fijadas por la Comisión dentro de los treinta meses previos al término de vigencia de las fórmulas de tarifas, oyendo previamente a las empresas. Las componentes para cada área típica de distribución se calcularán sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión conforme a lo dispuesto en el artículo siguiente. Dicho estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país y su elaboración se sujetará al procedimiento dispuesto en el artículo siguiente y el reglamento.”.

4) Incorpórase un artículo 183° bis, nuevo, del siguiente tenor:

“Artículo 183° bis.- En un plazo máximo de 30 días contado desde la fijación de las áreas típicas de distribución de acuerdo con lo indicado en el artículo precedente, la Comisión abrirá, por un plazo de un mes, un proceso de registro de participación ciudadana, en el que podrá inscribirse toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso, en adelante “participantes”, quienes tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio de costos, de acuerdo con las normas de esta ley.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión comunicará en su página web y en un medio de amplio acceso el llamado a registro y la información que los participantes deberán presentar.

En todo caso, los antecedentes que solicite la Comisión para constituir dicho registro deberán estar destinados a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada participante y no podrán representar discriminación de ninguna especie.

Los participantes registrados y las empresas concesionarias podrán efectuar observaciones a las bases técnicas y administrativas y al estudio de costos, así como presentar discrepancias ante el Panel, cuando corresponda.

Las notificaciones y comunicaciones a las empresas concesionarias de distribución y a los participantes podrán efectuarse a través de medios electrónicos, de acuerdo a la información que contenga el registro.

Los participantes debidamente inscritos en el registro no podrán participar en la elaboración del estudio de costos a que se refiere el artículo precedente.

En un plazo máximo de treinta días corridos de finalizado el proceso de registro de participantes, la Comisión comunicará, por medios electrónicos, a estos últimos y a las empresas concesionarias de distribución las bases técnicas y administrativas preliminares del estudio de costos.

Estas bases deberán establecer, a lo menos, los requisitos, antecedentes y la modalidad de presentación de ofertas. Asimismo, deberán contener la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes, así como los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo eficiente y todo otro aspecto que se considere necesario definir en forma previa a la realización del estudio.

A partir de la fecha de la comunicación de las bases preliminares y dentro del plazo de quince días, los participantes y las empresas concesionarias

de distribución podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a veinte días, la Comisión comunicará a los participantes y a las empresas concesionarias de distribución las bases técnicas y administrativas corregidas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación de las bases corregidas, los participantes y las empresas concesionarias podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o que hubiesen sido acogidas parcialmente, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a las bases preliminares considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado éstas. El Panel deberá realizar una audiencia pública dentro de un plazo máximo de 15 días vencido el plazo para la presentación de las discrepancias y deberá resolverlas dentro de los treinta días siguientes a la audiencia pública, de acuerdo a lo señalado en el artículo 211.

Transcurrido el plazo para formular discrepancias ante el Panel o una vez resueltas éstas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas dentro de los siguientes quince días a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y a las empresas concesionarias de distribución.

El estudio de costos será licitado en conformidad a las normas de compras públicas y adjudicado en conformidad a las bases técnicas y administrativas antes referidas, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución de acuerdo a los procedimientos y criterios que determine la Comisión, los que deberán asegurar una representación equitativa, dos representantes del Ministerio y dos representantes de la Comisión, uno de los cuales presidirá el referido comité. El llamado a licitación, la adjudicación y firma del contrato lo realizará la Comisión.

La Comisión establecerá el procedimiento para la constitución y funcionamiento de este comité.

El estudio de costos será financiado íntegramente por la Comisión y deberá ejecutarse dentro de un plazo máximo de ocho meses a partir de la adjudicación.

El consultor al que se adjudique el estudio deberá prestar el apoyo que sea necesario a la Comisión hasta la dictación del correspondiente decreto tarifario.

Los resultados del estudio de costos deberán especificar, para cada área típica de distribución, a lo menos, lo señalado en el artículo 182.

La Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisar, corregir y adecuar los resultados del estudio de costos y notificar, por medios electrónicos, a las empresas concesionarias de distribución, así como a los participantes, un informe técnico preliminar elaborado sobre la base de dicho estudio, el que se contará desde el momento en que el comité otorgue su conformidad al estudio.

El informe técnico preliminar deberá contener, al menos, las materias señaladas en el artículo 182.

En caso que los participantes y las empresas concesionarias de distribución tengan observaciones técnicas respecto del informe técnico preliminar, deberán presentarlas a la Comisión dentro de los quince días siguientes a su notificación. La Comisión, en un plazo de cuarenta y cinco días, contado desde la fecha de recepción de las últimas observaciones, deberá comunicar, por medios electrónicos, la resolución que contenga el informe técnico corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones técnicas planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la notificación de la resolución señalada en el inciso anterior, las empresas concesionarias y los participantes podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o fueron acogidas parcialmente. Del mismo plazo dispondrá quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico para solicitar que se mantenga su contenido, en caso

de haberse modificado éste. El Panel deberá realizar una audiencia pública dentro de un plazo máximo de veinte días contado desde el vencimiento del plazo para presentar las discrepancias y deberá evacuar su dictamen en el plazo de cuarenta y cinco días contado desde la referida audiencia.

Las bases del estudio de costos agruparán los costos del estudio en diferentes categorías sobre las cuales se podrá discrepar. En cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel sólo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada por un participante o por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos, o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino sólo entre valores finales.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los cinco días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo y sus antecedentes. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de treinta días, contados desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo y sus antecedentes, incorporando e implementando lo resuelto por el indicado Panel.

Junto con el informe técnico definitivo señalado en el inciso anterior, la Comisión propondrá al Ministerio de Energía las fórmulas tarifarias para el siguiente período tarifario.

El reglamento establecerá las materias necesarias para la implementación de las disposiciones contenidas en el presente artículo.”.

5) Reemplázase en el artículo 185, inciso segundo, artículo 187 y artículo 193, inciso primero, la frase “antes de impuestos”, por “después de impuestos”.

6) Elimínanse los artículos 188° y 189°.

7) Reemplázase el literal m) del artículo 225°, por el siguiente:

"m) Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales los costos de prestar el servicio de distribución son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.".

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo único.- Lo dispuesto en la presente ley se aplicará al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, así como también al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuere pertinente.".

Dios guarde a V.E.,

SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE
Presidente de la República

FELIPE LARRAÍN BASCUÑÁN
Ministro de Hacienda

RICARDO IRARRÁZABAL SÁNCHEZ
Ministro de Energía (S)



Ministerio de Hacienda
Dirección de Presupuestos
Reg. 56 GG
Reg. 34 HC
I.F. N°56/18.04.2019

Informe Financiero

Proyecto de ley que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

Mensaje N° 035-367

I. Antecedentes

En el marco de lo definido en el programa de gobierno y en la Ruta Energética 2018-2022, se inició un proceso legislativo con el fin de implementar una profunda reforma del segmento de distribución. Esto se considera relevante debido a que este es el único segmento del sector eléctrico que interactúa directamente con la ciudadanía.

Dado ello, se considera necesario proceder a la dictación de una ley que revise la rentabilidad de las empresas y los procedimientos de determinación de costos de los prestadores del servicio de distribución eléctrica, que incorpore las modificaciones necesarias a la brevedad posible, con el fin que sean reflejadas en las tarifas a partir del próximo periodo tarifario.

El presente proyecto, en su artículo único permanente, se abordan las siguientes ideas matrices:

- 1) Fija una nueva tasa de actualización, que sea representativa de los riesgos que actualmente enfrentan las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica.
- 2) Moderniza el procedimiento de determinación y fijación de las tarifas de distribución, a fin de determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución.
- 3) Perfeccionamiento de la definición de "áreas típicas".

Por su parte, el artículo transitorio contempla expresamente que las disposiciones del proyecto de ley se aplicarán al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, así como también al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuere pertinente.



Ministerio de Hacienda
Dirección de Presupuestos
Reg. 56 GG
I.F. N°56/18.04.2019



RODRIGO CERDA NORAMBUENA
Director de Presupuestos

Visación Subdirección de Presupuestos:



Visación Subdirección de Racionalización y Función Pública:

